

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»



Институт: **Энергетический**

Направление подготовки: **13.04.01 Теплоэнергетика и теплотехника**

Кафедра: **Атомных и тепловых электростанций**

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Разработка ПГУ в составе ТЭС на попутном газе

УДК 621.438.004-048.35.001.6

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5БМ4А	Сошенко Владимир Игоревич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры АТЭС	Ромашова О.Ю.	К.Т.Н., доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель кафедры менеджмента	Кузьмина Н.Г	-		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры ЭБЖ	Бородин Ю.В.	К.Т.Н., доцент		

Нормоконтроль

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент кафедры АТЭС	Мартышев В.Н.	-		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Атомных и тепловых электростанций	Матвеев А.С.	К.Т.Н., доцент		

Томск – 2016 г.

Запланированные результаты обучения выпускника образовательной
программы магистра по направлению 13.04.01 «Теплоэнергетика и
теплотехника»

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
	Универсальные компетенции	
P1	Использовать представления о методологических основах научного познания и творчества, анализировать, синтезировать и критически оценивать знания	Требования ФГОС (ОК- 8, 9; ПК-4), Критерий 5 АИОР (п.2.1), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P2	<i>Активно владеть иностранным языком</i> на уровне, позволяющем работать в иноязычной среде, разрабатывать документацию, презентовать и защищать результаты инновационной инженерной деятельности.	Требования ФГОС (ОК-3; ПК-8, 24), Критерий 5 АИОР (п.2.2), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P3	Эффективно работать индивидуально, в качестве члена и руководителя группы, состоящей из специалистов различных направлений и квалификаций, демонстрировать ответственность за результаты работы и готовность следовать корпоративной культуре организации, осуществлять педагогическую деятельность в области профессиональной подготовки	Требования ФГОС (ОК-4, 5; ПК-3, 16, 17, 25, 27, 28, 32), Критерий 5 АИОР (пп.1.6, 2.3), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P4	Демонстрировать глубокие знания социальных, этических и культурных аспектов инновационной инженерной деятельности, компетентность в вопросах устойчивого развития.	Требования ФГОС (ОК-7), Критерий 5 АИОР (пп.2.4, 2.5), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P5	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего	Требования ФГОС (ОК-1, 2, 6), Критерий 5 АИОР (п.2.6), согласованный с требованиями

	периода профессиональной деятельности.	международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
	Профессиональные компетенции	
P6	Использовать <i>глубокие</i> естественнонаучные, математические и инженерные <i>знания</i> для создания и применения <i>инновационных</i> технологий в теплоэнергетике	Требования ФГОС (ПК-1, 5), Критерии 5 АИОР (п.1.1), согласованные с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P7	Применять <i>глубокие знания</i> в области современных технологий теплоэнергетического производства для постановки и решения задач <i>инженерного анализа</i> , связанных с созданием и эксплуатацией теплотехнического и теплотехнологического оборудования и установок, с использованием системного анализа и моделирования объектов и процессов теплоэнергетики	Требования ФГОС (ПК-2, 7, 11, 18 – 20, 29, 31), Критерий 5 АИОР (пп.1.1, 1.2, 1.5), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P8	Разрабатывать и планировать к разработке технологические процессы, <i>проектировать</i> и использовать <i>новое теплотехнологическое</i> оборудование и теплотехнические установки, в том числе с применением компьютерных и информационных технологий	Требования ФГОС (ПК-9, 10, 12 – 15, 30), Критерий 5 АИОР (п. 1.3), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P9	Использовать современные достижения науки и передовой технологии в теоретических и экспериментальных научных исследованиях, интерпретировать и представлять их результаты, давать практические рекомендации по внедрению в производство	Требования ФГОС (ПК-6, 22 – 24,), Критерий 5 АИОР (п. 1.4), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P10	Применять методы и средства автоматизированных систем управления производства, обеспечивать его <i>высокую эффективность</i> , соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда на теплоэнергетическом	Требования ФГОС (ПК-21, 26), Критерий 5 АИОР (п. 1.5), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>

	производстве, выполнять требования по защите окружающей среды.	
P11	Готовность к педагогической деятельности в области профессиональной подготовки	Требования ФГОС (ПК-32), Критерий 5 АИОР (п. 1.5), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего
образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт Энергетический
Направление подготовки **13.04.01 Теплоэнергетика и теплотехника**
Кафедра «Атомных и тепловых электростанций»

УТВЕРЖДАЮ:
Зав. кафедрой АТЭС ЭНИН
А.С. Матвеев

(Подпись)

(Дата)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

магистерской диссертации
(бакалаврской работы, /работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
5БМ4А	Сошенко Владимиру Игоревичу

Тема работы:

Разработка ПГУ в составе ТЭС на попутном газе	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	

Срок сдачи студентом выполненной работы:

--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Материалы преддипломной практики и специальная техническая литература.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<ol style="list-style-type: none">1. Обзор литературы.2. Анализ и выбор варианта паросиловой установки.3. Проектные решение по расширению ГТЭС.
Перечень графического материала	<ol style="list-style-type: none">1. Генеральный план проектируемой станции

	– 1л. формата А1. 2. Поперечный разрез проектируемой станции – 1л. формата А1. 3. Тепловая схема проектируемой станции – 1л. формата А1.
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент	Н.Г. Кузьмина, старший преподаватель кафедры менеджмента
Социальная ответственность	Ю.В. Бородин, доцент кафедры экологии и безопасности жизнедеятельности
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках: Введение; Способы повышения эффективности ГТЭС; Анализ и выбор варианта ПСУ на базе Приобской ГТЭС; Проектирование ПГЭС на базе действующей Приобской ГТЭС.	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	
---	--

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры АТЭС	О.Ю. Ромашова	К.Т.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5БМ4А	В.И. Сошенко		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
5БМ4А	Сошенко Владимиру Игоревичу

Институт	ЭНИН	Кафедра	АТЭС
Уровень образования	магистр	Направление/специальность	13.04.01 Теплоэнергетика и теплотехника

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	- Удельные капитальные вложения в строительство ПГУ - 91080 руб/кВт; - Цена топливного газа – 1500 руб/ т у.т.; - Тариф за электроэнергию в ХМАО 2,44 руб/(кВт/ч).
2. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	- 20% от прибыли
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Расчет эксплуатационных издержек при зависимой и независимой системах теплоснабжения.	Перспективность научно-технической разработки выше среднего. Для дальнейшего повышения ее эффективности необходимо использование более современных технологий, а также привлечение высококвалифицированных специалистов в команду проекта.
1. Планирование и формирование бюджета научных исследований	- План проекта (календарный план НИИ) - Бюджет проекта исследования (планируемые затраты на выполнения НИИ)
2. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Проект является экономически эффективным

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
---	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель кафедры менеджмента	Кузьмина Н.Г	-		

Реферат

Выпускная квалификационная работа – 155 страниц, 37 таблиц, 32 рисунков, 20 источников, 10 приложений.

Ключевые слова: газовая турбина; парогазовая установка; одно-, двух-, трехконтурная парогазовая установка; котел-утилизатор; органический цикл Ренкина.

Объектом исследования является ГТЭС левобережной части Приобского месторождения.

Целью работы являлось проанализировать внедрение различных схем паросиловой установки в газотурбинную электрическую станцию Приобского месторождения и выбрать наиболее эффективную для дальнейшего проектирования. Спроектировать ПГЭС на базе действующей ГТЭС Приобского месторождения.

В процессе исследования проводился расчет одноконтурных схем с внедрением промперегрева в паровой цикл, а также расчет двухконтурной схемы. На основании полученных результатов был произведен анализ и построены графические зависимости.

В результате исследования была выбрана двухконтурная схема парогазовой установки.

Обозначение и сокращение

ГТЭС – газотурбинная электрическая станция;

ПГЭС – парогазовая электрическая станция;

ГТУ – газотурбинная установка;

ПГУ – парогазовая установка;

КУ – котел утилизатор;

КПД – коэффициент полезного действия;

ПТ – паровая турбина;

ОЦР – органический цикл ренкина;

ПЕ – первичный пароперегреватель;

ПП – промежуточный пароперегреватель;

Исп – испаритель;

ЭК – экономайзер;

ЦВД – цилиндр высокого давления;

ЦНД – цилиндр низкого давления.

Содержание

Введение.....	8
1. Способы повышения эффективности ГТЭС.....	10
2. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение..	18
2.1. Расчет срока окупаемости паротурбинной установки.....	18
2.2. Расчет затрат на проект.....	21
Список публикаций.....	25

Введение

Нефтегазовый комплекс Российской Федерации является одной из наиболее важных элементов экономики страны. В его состав входят нефтедобывающие предприятия, нефтеперерабатывающие заводы и предприятия по транспортировке, сбыту нефти и нефтепродуктов. В отрасли действуют 28 крупных нефтеперерабатывающих заводов (мощность от 1 млн. т/год), тысячи мини-НПЗ и заводов по производству масел. Протяженность магистральных нефтепроводов составляет около 50 тыс. км, нефтепродуктопроводов – 19,3 тыс. Добычу нефти осуществляют более 300 организаций.

Добыча нефти в России растет с каждым годом, тем самым определяя данную отрасль как одну из самых перспективных, обеспечивающих существенную часть дохода в ВВП страны. Одним из перспективных направлений в сфере добычи нефти является ввод в эксплуатацию газотурбинных электростанций (ГТЭС). Запуск таких электростанций позволит обеспечить объекты нефтедобычи собственной генерацией, а также будет способствовать повышению уровня рационального использования попутного нефтяного газ.

Газотурбинная электростанция (ГТЭС) представляет собой сложный комплекс силовых агрегатов, генерирующих электричество и тепловую энергию. В качестве основного привода электрогенератора используется газовая турбина, которая приводится в действие газовой воздушной смесью, подаваемой под высоким давлением. При этом вырабатывается не только электричество, но и тепловая энергия, что является выгодным экономичным моментом. Мощность газотурбинной электростанции может быть весьма значительной – до нескольких десятков МВт. Например, на Уватском месторождении в Тюменской области под ключ построена ГТЭС мощностью 20 МВт [9].

Важной особенностью газотурбинной электростанции является, как уже было сказано выше, явление когенерации, то есть совмещение использования

электрической и тепловой энергии. Строительство энергетического комплекса для автономного энергоснабжения по газотурбинному принципу способно решить сразу несколько важнейших задач:

- выработка электричества как для собственных, так и для промышленных нужд;
- обогрев жилых помещений и технических корпусов побочным теплом от электростанции;
- утилизация попутного газа при нефтедобыче.

Утилизация попутного газа является еще одним важным преимуществом в работе газотурбинной электростанции. При разработке нефтяного месторождения предприятия обязаны утилизировать до 95% добываемого попутного газа. Так, например, на Усть-Тегусском месторождении энергокомплекс вывел утилизацию газа на необходимый уровень без дополнительных затрат на техническое переоснащение предприятия [9].

Все вышеизложенные достоинства ГТЭС позволяют сделать вывод, что установка подобных электрических станций обеспечивает автономность (независимость от внешних источников электроэнергии) процесса добычи нефти, путем утилизации попутного газа.

1. Способы повышения эффективности ГТЭС.

Россия является одним из крупнейших участников мирового энергетического рынка. В нашей стране добычу нефти осуществляют 8 крупных вертикально-интегрированных нефтяных компаний (ВИНК), а также около 150 малых и средних добывающих компаний. Одной из них является ОАО НК «Роснефть».

География деятельности ОАО НК «Роснефть» охватывает все основные нефтегазоносные провинции России, включая Западную Сибирь, Восточную Сибирь, Поволжский и Уральский регионы, Дальний Восток, Тимано-Печору, Краснодарский край, а также шельфы морей Российской Федерации, в том числе Арктический, а также перспективные регионы за рубежом, в частности, в Латинской Америке и в Юго-Восточной Азии.

Одной из дочерних предприятия ОАО НК «Роснефть» является ООО «РН-Юганскнефтегаз», которое расположено на территории Ханты-Мансийского автономного округа в Западной Сибири. Месторождения, разрабатываемые Юганскнефтегазом, содержат примерно 16% промышленных запасов нефти Западной Сибири. Более 80% доказанных запасов Юганскнефтегаза сосредоточено на Приобском, Мамонтовском, Малобалыкском и Приразломном месторождениях. Месторождения региона имеют серьезный потенциал для увеличения запасов и добычи углеводородов за счет детальной доразведки нижележащих и пропущенных на ранних этапах освоения Западно-Сибирской нефтегазовой провинции пластов. Коэффициент обеспеченности Юганскнефтегаза доказанными запасами нефти равен 23 годам, что значительно превышает средний мировой показатель по отрасли. Среди месторождений, разрабатываемых Юганскнефтегазом, есть сравнительно новые, такие как Приобское и Приразломное. Они отличаются низкой степенью выработанности запасов, и их разработка осуществляется с использованием наиболее современных и эффективных методов.

На территории Приобского месторождения успешно функционирует газотурбинная электрическая станция с установленной электрической мощностью 315 МВт, тепловая – 37,2 МВт (32 Гкал/ч). ГТЭС предназначена для повышения надежности и экономичности электроснабжения потребителей ООО «РН-Юганскнефтегаз» и является базовой станцией Приобского энергоузла присоединенной мощностью около 400 МВт. Электростанция создана на базе семи газотурбинных установок Siemens SGT-800. Основным топливом для газовых турбин и водогрейных котлов является подготовленный попутный нефтяной газ, утилизируемый при нефтедобыче на объектах ООО «РН-Юганскнефтегаз».

В настоящее время остро встал вопрос о не рациональном использовании отработавших газов в турбине путем сброса последних в атмосферу. Представляется интерес в рассмотрении различных способов утилизации отработавших газов и способа получения дополнительной электроэнергии. Наиболее эффективным методом является перевод высокотемпературных ГТУ в мощные парогазовые установки (ПГУ), что является преобладающей тенденцией в повышении электрических мощностей не только в нашей стране, но и во всем мире.

Парогазовая установка с котлом-утилизатором (ПГУ с КУ) – наиболее перспективная и широко распространенная в энергетике, отличающаяся простотой и высокой эффективностью производства электроэнергии. ПГУ, при работе в конденсационном режиме, позволяет иметь КПД свыше 55%. Простейшая тепловая схема представлена на рисунке 1, а также представлен термодинамический цикл Брайтона-Ренкина.

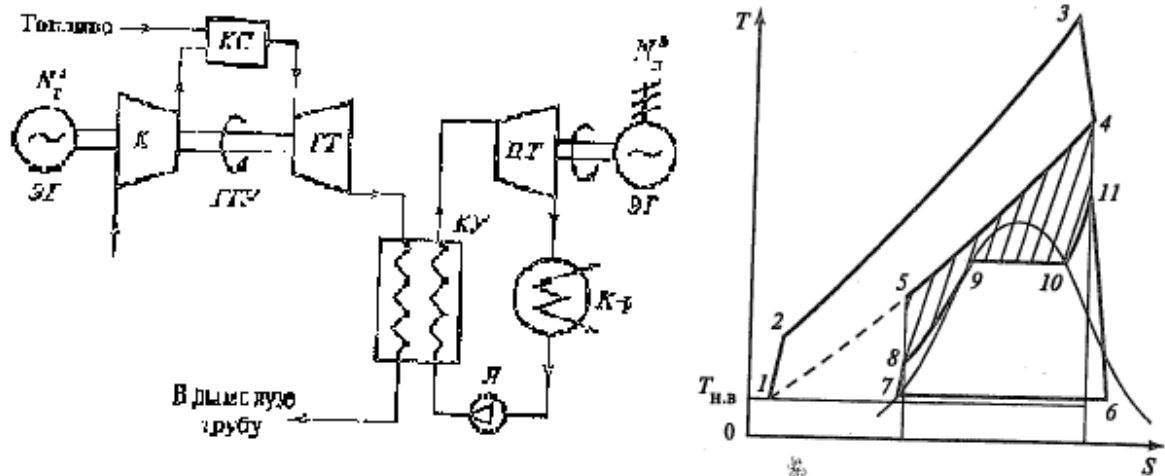


Рисунок 1 - простейшая тепловая схема ПГУ с КУ и термодинамический цикл Брайтона-Ренкина.

ЭГ – электрогенератор; К – компрессор; ГТ – газовая турбина; КС – камера сгорания; СТ – паровая турбина; КУ – котел-утилизатор; К-р – конденсатор; Н – насос.

Выходные газы отработавшие в ГТУ поступают в КУ, где большая часть их теплоты передается пароводяному рабочему телу. Генерируемый в КУ пар подается в паровую турбину (ПТУ), где рабочее тело расширяется, совершая работу, и преобразует механическую энергию в электрическую. Отработавший пар направляется в конденсатор и конденсируется, конденсат с помощью насоса подается в КУ. Дополнительное топливо в котле-утилизаторе не сжигается, поэтому подобные схемы являются экономичными и самыми распространенными ПГУ.

Утилизационные ПГУ можно классифицировать по ряду характерных признаков.

По назначению ПГУ можно разделить на конденсационные и теплофикационные. Конденсационные – вырабатывают только электроэнергию, а также возможен небольшой отбор пара на собственные тепловые нужды станции. Теплофикационные – ПГУ, имеющие теплофикационную установку с пиковым подогревом сетевой воды паром из котла-утилизатора. Примером последней является ПГУ-450 с паровой турбиной Т-150-7,7 производства ЛМЗ [1].

По числу контуров генерации пара в котле утилизаторе ПГУ делятся на одно-, двух и трехконтурные.

Одноконтурные утилизационные ПГУ, схему которой можно наблюдать на рисунке 1, являются наименее экономичны, так как не могут обеспечить полную утилизацию выхлопным газам ГТУ. Их температура на выходе из КУ составляет 160-200 °С [1]. КПД КУ такой установке находится в 65-70%, а КПД ПГУ 45-46 % [1].

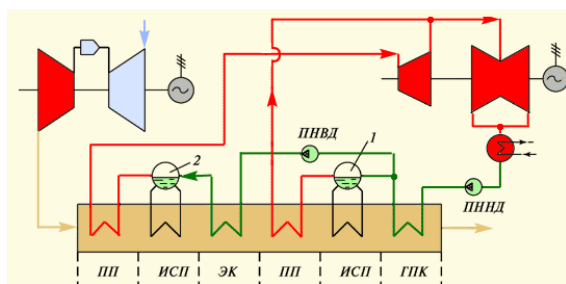


Рисунок – 2 принципиальная схема двухконтурной утилизационной ПГУ.

На рисунке 2 представлена принципиальная схема двухконтурной утилизационной ПГУ. Подобные схемы наиболее распространены и имеют наиболее высокий КПД ПГУ 50-52 % [1] по сравнению с одноконтурной схемой. Установка контура низкого давления (НД) вслед за контуром высокого давления (ВД) позволяет снизить температуру уходящих газов за КУ до 95-105 °С [1].

На рисунке 3 представлена принципиальная схема трехконтурной утилизационной ПГУ. Такое использование схемы позволяет максимально утилизировать теплоту выхлопных газов ГТУ. Пар, в свою очередь, вырабатывается в трех давлениях, после чего поступает в паровую турбину. Подобная установка, производства фирмы Westinghouse (США) с начальной температурой 1260 °С и температурой уходящих газов 550 °С, позволяет развить мощность ПТ 140 МВт и иметь КПД ПГУ 54 % [1].

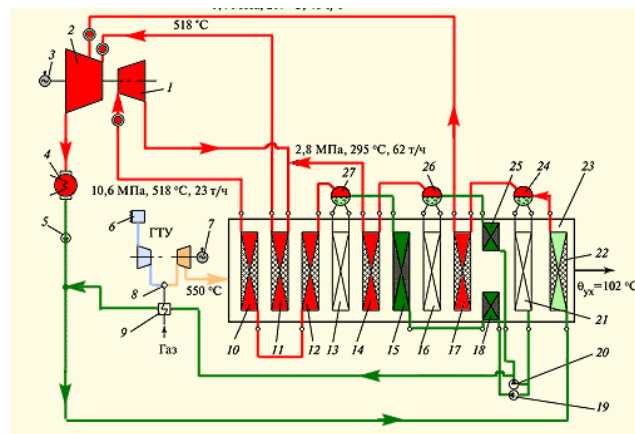


Рисунок – 3 принципиальная схема трехконтурной утилизационной ПГУ.

Не смотря на широкое распространение ПГУ работающих на водяном паре существует ряд причин по которым невозможно их повсеместное использование. Одной из таких причин является ограниченный доступ к сырой воде большого количества. В настоящее время проводятся исследования по использованию в качестве рабочего тела не воды, а низкокипящие рабочие тела, в качестве которых применяются различные углеводороды: бутан, изобутан, пропан и другие. В качестве расширительных машин и приводов электрогенераторов возможно использовать радиально-осевые центростремительные турбины. Данный тип турбин обеспечивает достаточно высокую эффективность преобразования энергии при небольших расходах. Применение органического цикла Ренкина (ORC) позволяет получить более низкие рабочие температуры относительно высокие рабочие давления в цикле и, соответственно, меньшую частоту вращения турбины. При этом получается приемлемые с технологической точки зрения размеры рабочих колес, относительно высокие значения термического КПД цикла и изоэнтروпийного КПД турбины. Пример подобной технологии производства электроэнергии можно пронаблюдать на рисунке 4.

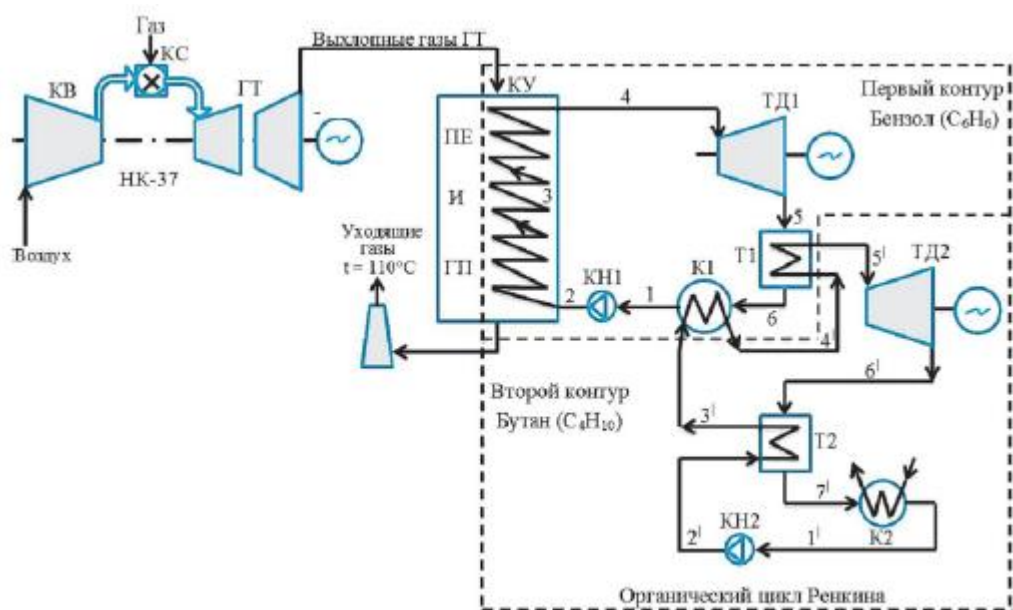


Рисунок 4 – технологическая схема газотурбинной установки с двумя теплоутилизирующими низкокипящими рабочими контурами.

В качестве теплоносителя и рабочего тела применены вещества, такие как бензол (первый контур) и бутан (второй контур). Отличительной особенностью органического цикла в сравнении с водяным является наличие рекуперативного теплообменника, в котором теплота перегретых паров бензола после турбины отводится на испарение бутана, необходимого для следующего рабочего цикла. За счет этого снижается нагрузка конденсатора. Для пароводяного цикла нет необходимости в оборудовании контура рекуперативным теплообменником, так как после расширения в турбине пар является насыщенным.

Несмотря на все свои достоинства, использования ORC не целесообразно, так как температура уходящих газов ГТУ (SGT-800) слишком высока для данного цикла. Трехконтурная схема, тоже не подходит для расширения Приобской ГТЭС, так как подобный род схем используется на блоках более высоких параметров. Поэтому остается использовать схему одноконтурную или двухконтурную. Для того чтобы составить конкуренцию простой двухконтурной схеме введем промежуточный перегрев пара в одноконтурную ПГУ.

Промежуточный перегрев в одноконтурной ПГУ возможно реализовать двумя различными способами:

- 1) первичный и промежуточный пароперегреватели устанавливаются параллельно;
- 2) промежуточный пароперегреватель размещается параллельно экономайзеру.

На рисунке 5 представлена принципиальная одноконтурная ПГУ с ПП выполненной параллельно первичному пароперегревателю.

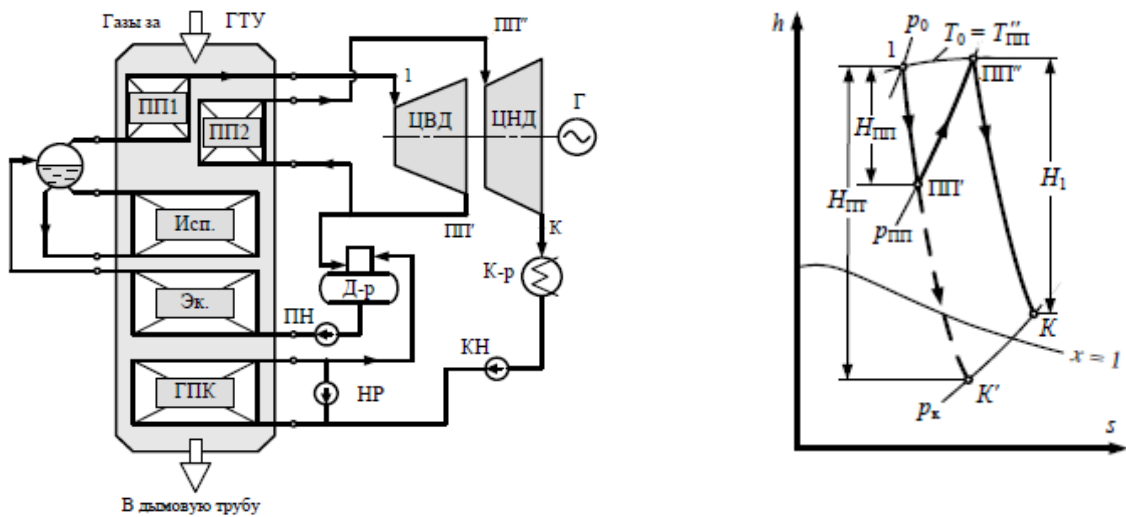


Рисунок 5 - Принципиальная схема одноконтурной ПГУ с ПП, выполненным параллельно пароперегревателю свежего пара, и hs -диаграмма процесса расширения в паровой турбине: 1–ПП'–ПП''–К – одноконтурная ПГУ с ПП; 1–К' – одноконтурная ПГУ без ПП.

Согласно [8] реализация подобной схемы повышает эффективность на 1% относительно одноконтурной. Особенность рассматриваемой схемы состоит также в том, что оптимальное начальное давление цикла ПТУ остается невысоким (порядка 3–4 МПа) и приводит к смещению конечной точки процесса расширения в область перегретого пара.

Более эффективное расположение промпрегрева представлено на рисунке 6.

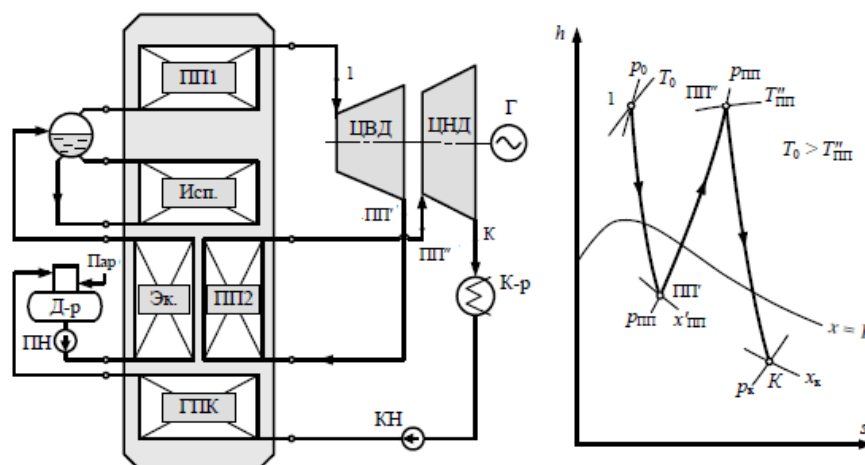


Рисунок 6 - Принципиальная схема одноконтурной ПГУ с ПП, выполненным параллельно экономайзеру, и hs -диаграмма процесса расширения в паровой турбине.

Установка ПП после «пинч-поинта», т.е. после первичного пароперегревателя (ПП1) и испарительной поверхности (Исп.), позволяет снизить температуру уходящих газов за котлом до требуемой величины без снижения расхода генерируемого пара. При этом также удастся значительно поднять начальное давление пара, однако, для более эффективного использования температурный напор в ПП1 может достигать свыше 100 °С [8]. Такая реализация является более эффективной, чем описанная выше схема.

2. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

2.1. Расчет срока окупаемости паротурбинной установки.

Цель данного расчета определить срок окупаемости ПГУ, а также оценить издержки на производства и себестоимость производства электроэнергии.

Исходные данные:

- число часов использования установленной мощности: $\tau_{\text{г}} = 7400 \text{ ч}$;
- электрическая мощность ПТ: $N_{\text{г}}^{\text{ПТ}} = 21 \text{ МВт}$;
- электрическая мощность ГТУ: $N_{\text{г}}^{\text{ГТУ}} = 45 \text{ МВт}$;
- цена топливного газа: $C_{\text{м.г.}} = 1500 \text{ руб} / \text{м}^3 \text{ у.т.}$;
- удельные капитальные вложения в строительство ПГУ:
 $k_{\text{ПГУ}} = 1380 \text{ \$} / \text{кВт} = 91080 \text{ руб} / \text{кВт}$ [11];
- расход условного топлива ПГЭС: $B_{\text{ПГЭС}}^{\text{год}} = 772878,62 \text{ т у.т.} / \text{год}$
[Приложение 2];
- годовой отпуск электроэнергии ПГЭС: $\mathcal{E}_{\text{год}}^{\text{отп}} = 3282,1 \text{ ГВт} \cdot \text{ч}$
[Приложение 2];
- удельный расход топлива на отпуск электроэнергии: $235,48 \text{ г у.т.} / \text{кВт} \cdot \text{ч}$
[Приложение 2];

Расчет издержек на производство.

Расчёт издержек производства проводился по следующим элементам:

- топливная составляющая;
- амортизационные отчисления;
- оплата труда;
- затраты, связанные с ремонтом и техническим обслуживанием;
- прочие затраты.

Издержки на топливо:

$$I_T = B_{ПГЭС}^{год} \cdot C_{м.з.} = 772878,62 \cdot 1500 = 1159,3 \text{ млн руб}$$

Амортизационные издержки.

Капитальные вложение ГТУ

$$K_{ПГУ} = N_{\text{э}}^{ГТУ} \cdot n_{\text{ол}} \cdot k_{ГТУ} = 45 \cdot 7 \cdot 1380 = 434,7 \text{ млн \$}.$$

С учетом нынешнего курса рубля (1\$ = 66 руб) капиталовложения будут составлять 28690,2 млн руб.

Капитальные вложение ПТУ:

$$K_{ПТУ} = N_{\text{э}}^{ПТУ} \cdot n_{\text{ол}} \cdot k_{ГТУ} = 21 \cdot 7 \cdot 1380 = 202,86 \text{ млн \$} \approx 13388,76 \text{ млн руб}.$$

Отчисления на амортизацию

$$I_{\text{ам}} = \frac{\tau_{\text{э}}}{\tau_{\text{кал}}} \cdot \frac{K_{ГТУ} + K_{ПТУ}}{T_{\text{сл}}} = \frac{7400}{8760} \cdot \frac{28690,2 + 13388,76}{30} = 1184,87 \text{ млн руб},$$

где $\tau_{\text{кал}}$ – календарное время, 8760 часов; $T_{\text{сл}}$ – срок службы оборудования, 30 лет.

Издержки на оплату труда персоналу.

Численность персонала составляет 320 чел. Средняя заработная плата 50000 рублей в месяц, тогда

$$I_{\text{о/т}} = C_{\text{з/п}} \cdot n_{\text{мес}} \cdot n_{\text{чел}} = 50000 \cdot 12 \cdot 320 = 192 \text{ млн руб},$$

где $C_{\text{з/п}}$ – средняя заработная плата; $n_{\text{мес}}$ – число рабочих месяцев в году.

Издержки, связанные с ремонтом и техническим обслуживанием.

Затраты, связанные с ремонтом и техническим обслуживанием основного оборудования, были приняты и равны 4,5 \$ на МВт·ч отпущенной электроэнергии ПГЭС

$$I_{\text{р/т}} = Z_{\text{р/т}} \cdot \mathcal{E}_{\text{год}}^{\text{отп}} = 4,5 \cdot 3282,1 \cdot 10^3 = 14,77 \text{ млн \$} \approx 974,82 \text{ млн руб}.$$

Прочие издержки.

Затраты на прочие издержки можно оценить как 20% от суммы издержек на амортизацию, оплату труда и издержки, связанные с ремонтом и техническим обслуживанием:

$$I_{np} = 0,2 \cdot (I_{AM} + I_{o/m} + I_{p/m}) = 0,2 \cdot (1184,87 + 192 + 974,82) = 470,34 \text{ млн руб.}$$

Общие издержки.

Общие издержки находятся как сумма всех издержек

$$\begin{aligned} I &= I_m + I_{AM} + I_{o/m} + I_{p/m} + I_{np} = \\ &= 1159,3 + 1184,87 + 192 + 974,82 + 470,34 = 3981,3 \text{ млн руб.} \end{aligned}$$

Себестоимость электроэнергии:

$$S_{\varepsilon} = \frac{I}{\varepsilon_{год}^{омн}} = \frac{3981,3 \cdot 10^6}{3282,1 \cdot 10^6} = 1,21 \text{ руб / кВт} \cdot \text{ч}$$

Выручка от продажи э/э:

$$B = T_{\varepsilon} \cdot \varepsilon_{год}^{омн} = 2,44 \cdot 3282,1 \cdot 10^6 = 8008,3 \text{ млн руб}$$

где T_{ε} – тарифная ставка электроэнергии для потребителей ХМАО.

Прибыль:

$$П = B - I = 8008,3 - 3981,3 = 4027 \text{ млн руб}$$

Чистая прибыль:

$$П_q = П - НВ = 4027 - 0,2 \cdot 4027 = 3221,6 \text{ млн руб}$$

где НВ – налоговые выплаты, равные 20% от прибыли.

Срок окупаемости ПТУ:

$$T_{ок} = \frac{K_{ПТУ}}{П_q + I_{AM}} = \frac{13388,76}{3221,6 + 1184,87} = 3,04 \text{ год}$$

2.2. Расчет затрат на проект.

Составление таблицы занятости участников проекта.

Для определения капитальных вложений на разработку системы определим объём и продолжительность необходимых работ. Перечень и сроки выполнения работ приведены в таблицу1.

Таблица 3 3 – Перечень работ и их продолжительность по времени, распределение по исполнителям

Наименование работ	Исполнители		кол-во дней
	Должность	Количество	
Получение задания	Инженер 10 р.	1	1
	Научный руководитель 15 р.	1	
Сбор и изучение материала ГТЭС Приобского месторождения	Инженер 10 р.	1	28
Анализ вариантов повышения эффективности ГТЭС	Инженер 10 р.	1	4
Анализ параметров ГТЭС и выбор схемы второго контура	Инженер 10 р.	1	7
Выбор основного и вспомогательного оборудования	Инженер 10 р.	1	2
Расчет тепловой схемы ПГУ после реконструкции	Инженер 10 р.	1	7
Выполнение графической части	Инженер 10 р.	1	7
Консультация	Научный руководитель 15 р.	1	5
	Инженер 10 р.	1	5
Технико-экономическое обоснование	Инженер 10 р.	1	7
Социальная ответственность	Инженер 10 р.	1	5
Составление отчета	Инженер 10 р.	1	7
Проверка отчета	Научный руководитель 15 р.	1	3
Исправление ошибок и замечаний	Инженер 10 р.	1	5
Сдача работы	Инженер 10 р.	1	1
Общее количество рабочего времени, потраченное каждым исполнителем	Научный руководитель 15 р.	1	9
	Инженер 10 р.	1	85

Смета затрат на разработку проекта

В процессе формирования бюджета используется следующая группировка затрат по статьям:

- материальные затраты;
- амортизация;
- полная заработная плата исполнителей темы;
- отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);
- прочие расходы;
- накладные расходы.

Материальные затраты.

Стоимость расходных материалов, используемых при разработке проекта, примем равным $I_{\text{мат}}=1000$ руб.

Амортизационные затраты.

Рассчитаем отчисления на амортизацию компьютерной техники, используемой при разработке проекта.

$$I_{\text{ам}} = \frac{T_{\text{КТ}}}{T_{\text{КАЛ}}} \cdot \frac{Ц_{\text{КТ}}}{T_{\text{СЛ}}} = \frac{60}{365} \cdot \frac{30000}{8} = 616 \text{ руб.},$$

где $T_{\text{КТ}}$ – время, использования компьютерной техники, 60 дней;

$T_{\text{КАЛ}}$ – календарное время, 365 дней;

$Ц_{\text{КТ}}$ – стоимость компьютерной техники, 30000 руб.;

$T_{\text{СЛ}}$ – срок службы компьютерной техники, 8 лет.

Затраты на оплату труда:

- выплаты заработной платы за фактически выполненную работу, исходя из сдельных расценок, тарифных ставок и должностных окладов в соответствии с принятыми на предприятии формами и системами оплаты труда;
- выплаты стимулирующего характера по системным положениям;
- выплаты, обусловленные районным регулированием оплаты труда

(выплаты по районным коэффициентам).

Зарботную плату инженера, участвующего в разработке проекта рассчитаем по формуле:

$$ЗП_{ин} = ЗП_о \cdot k_1 \cdot k_2 = 14500 \cdot 1,1 \cdot 1,3 = 20735 \text{ руб.},$$

где $ЗП_о$ – базовый оклад, 14 500 руб.;

k_1 – коэффициент, учитывающий неотработанное время (отпуск) $k_1=1,1$;

k_2 – районный коэффициент; $k_2=1,3$.

Рассчитаем зарботную плату для научного руководителя:

$$ЗП_{нр} = (ЗП_о \cdot k_1 + Д) \cdot k_2 = (23300 \cdot 1,1 + 2200) \cdot 1,3 = 36179 \text{ руб.},$$

где $ЗП_о$ – базовый оклад, 23 300 руб.;

Д – доплата за интенсивность труда, 2200 руб.

Зарботная плата исполнителей за выполнение проекта определится по следующей формуле:

$$ЗП_{проект} = \frac{ЗП_{осн}}{21} \cdot n, \text{ руб.},$$

где 21 – количество рабочих дней в месяце,

n – количество рабочих дней, потраченных на выполнение проекта.

Зарботная плата руководителя за выполнение проекта:

$$ЗП_{проект} = \frac{36179}{21} \cdot 9 = 15505, \text{ руб.}$$

Зарботная плата инженера составит:

$$ЗП_{проект} = \frac{20735}{21} \cdot 85 = 83927,4 \text{ руб.}$$

Общий фонд зарботной платы исполнителей проекта составит:

$$\Phi ЗП = ЗП_{нр} + ЗП_{ин} = 15505 + 83927 = 99432 \text{ руб.}$$

Отчисления на социальные нужды.

В данном разделе отражается размер обязательных отчислений по

установленным законодательством нормам органам государственного социального страхования, пенсионного фонда, государственного фонда занятости и медицинского страхования от элемента «затраты на оплату труда».

Отчисления на социальные нужды составят 30% от фонда оплаты труда, их величина составит:

$$I_{\text{сн}} = 0,3 \cdot \Phi ЗП = 0,3 \cdot 99432 = 29829 \text{ руб.}$$

Прочие расходы.

Прочие расходы определяются как 10 % от суммы материальных затрат, отчислений на амортизацию, фонда заработной платы и социальных отчислений:

$$I_{\text{пр}} = 0,1 \cdot (I_{\text{мат}} + I_{\text{ам}} + \Phi ЗП + I_{\text{сн}}) = 0,1 \cdot (1000 + 616 + 99432 + 29829) = 13088 \text{ руб.}$$

Накладные расходы.

Накладные расходы определяются как 200 % от размера заработной платы и составят:

$$I_{\text{нр}} = 2 \cdot \Phi ЗП = 2 \cdot 99432 = 198864 \text{ руб.}$$

Все результаты расчетов сведем в таблицу 34

Таблица 34 – Смета затрат на проект

Статьи расходов	Сумма, руб.	Структура затрат, %
Материальные затраты	1000	0,3
Отчисления на амортизацию	616	0,2
Оплата труда исполнителей	99432	29
Отчисления на социальное страхование	29829	8,7
Прочие расходы	13088	3,8
Накладные расходы	198864	58
Себестоимость проекта	342829	100

В результате технико-экономического обоснования была составлена смета затрат из которой получили, что себестоимость проекта численно равна 342829 рубля.

Список публикаций

За время написания выпускной квалификационной работы была опубликована статья:

Анализ работы теплофикационных турбоустановок в составе системы тригенерации в летний период [Электронный ресурс] / О. Ю. Ромашова, Л.А. Беляев, А.А. Туболев, В.И. Сошенко // Энергетика: эффективность, надежность, безопасность: материалы XXI Всероссийской научно-технической конференции, 2-4 декабря 2015 г., Томск в 2 т. / Национальный исследовательский Томский политехнический университет (ТПУ) [и др.]; ред. кол. В. В. Литвак [и др.]. — Т. 1. — [С. 363-367].